

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2019**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Financieros	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	\$ 56,634	\$ 53,398	6%	\$ 153,727	\$ 153,424	—
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	\$ 36,420	\$ 25,810	41%	\$ 91,911	\$ 75,643	22%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.15	33%	0.52	0.43	21%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.15	33%	0.51	0.43	19%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ 663	\$ 12,138	(95%)	\$ 8,815	\$ (5,563)	n/a
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	—	0.07	n/a	0.05	(0.03)	n/a
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	—	0.07	n/a	0.05	(0.03)	n/a
EBITDAX ⁽¹⁾	\$ 46,037	\$ 36,006	28%	\$ 122,867	\$ 105,190	17%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	178,273	177,453	—	177,736	177,018	—
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	180,873	178,985	1%	179,681	178,695	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	\$ 30,806	\$ 18,585	66%	\$ 78,973	\$ 89,890	(12%)
				Sep. 30 de 2019	Dic. 31 de 2018	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				\$ 33,414	\$ 51,632	(35%)
Efectivo restringido				\$ 4,618	\$ 4,196	10%
Superávit de capital de trabajo				\$ 49,112	\$ 60,782	(19%)
Deuda total				\$ 389,484	\$ 388,222	—
Activos totales				\$ 733,472	\$ 705,003	4%
Acciones ordinarias, final del período (000)				178,870	177,462	1%

Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	147,630	114,923	28%	130,901	110,580	18%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽²⁾	322	1,816	(82%)	365	1,902	(81%)
Total (boepd) ⁽³⁾	26,222	21,978	19%	23,330	21,302	10%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	146,439	115,317	27%	129,747	111,230	17%
Petróleo de Colombia (bopd) ⁽²⁾	329	1,945	(83%)	375	1,915	(80%)
Total (boepd) ⁽³⁾	26,020	22,176	17%	23,138	21,429	8%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.86	3.80	2%	3.92	3.77	4%
Petróleo de Colombia (\$/bopd) ⁽²⁾	24.34	26.27	(7%)	25.59	31.52	(19%)
Corporativo (\$/boe) ⁽³⁾	22.06	22.04	—	22.41	22.39	—

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Disminuyó en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, debido a la venta de activos de petróleo de la Compañía en 2018.

(3) La Compañía ha excluido los resultados relacionados con el CPI de Ecuador en el período previo para fines comparativos.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha noviembre 6 de 2019 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019 (los “estados financieros”) y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del gas natural y el petróleo; los resultados

de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos provenientes de sus operaciones y el EBITDAX, los cuales son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX se calcula para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, o más significativas que, el efectivo proveniente de actividades operativas o el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total, según lo determinado conforme a las NIIF, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

La Compañía también presenta los fondos provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan usando el promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción.

La siguiente tabla concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 36,887	\$ 36,138	\$ 71,169	\$ 75,258
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(467)	(10,328)	18,001	385
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	2,741	—
Fondos provenientes de las operaciones	\$ 36,420	\$ 25,810	\$ 91,911	\$ 75,643

La siguiente tabla concilia el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total de la Compañía con el EBITDAX:

	2018		2019		
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Período Total
Ingreso (pérdida) neto(a) y total	\$ (16,272)	\$ 6,274	\$ 1,878	\$ 663	\$ (7,457)
(+) Gasto de interés	8,249	7,737	7,631	7,620	31,237
(+) Impuestos sobre la renta	22,189	4,765	10,282	20,266	57,502
(+) Agotamiento y depreciación	11,802	12,689	11,737	13,015	49,243
(+) Gastos de exploración	745	171	2,211	223	3,350
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	6,727	8,186	3,269	4,250	22,432
EBITDAX	\$ 33,440	\$ 39,822	\$ 37,008	\$ 46,037	\$ 156,307

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como el ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidad de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad en relación con los precios corrientes de productos básicos.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Aspectos financieros y operacionales destacados en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 27% a 146,4 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con 115,3 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron en un 28% a 147,6 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con 114,9 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los aumentos se deben principalmente a la culminación de la expansión de 100 MMscfpd del gasoducto de Promigás a finales de agosto de 2019.
- El ingreso total de gas natural, neto de regalías y gastos de transporte para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, aumentó en un 25% a \$55,1 millones, en comparación con \$43,9 millones para el mismo período en 2018, lo cual es principalmente atribuible al aumento en la producción de gas natural.
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron en un 41% a \$36,4 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con \$25,8 millones para el mismo período en 2018. Los fondos provenientes de las operaciones por acción aumentaron en un 33% de \$0,15 por acción a \$0,20 por acción.
- El EBITDAX aumentó un 28% a \$46 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con \$36 millones para el mismo período en 2018.

- La Compañía realizó un ingreso neto de \$0,7 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con un ingreso neto de \$12,1 millones para el mismo período en 2018. El ingreso neto realizado durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 es neto de algunos gastos distintos a efectivo, incluido un gasto de impuesto sobre la renta diferido de \$14,2 millones (casi en su totalidad debido al efecto de una reducción en la tasa de cambio del peso colombiano sobre el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos, según se explica más ampliamente en la sección de “Impuesto sobre la renta” de este MD&A) y un gasto de agotamiento y depreciación de \$13 millones.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Compañía aumentó un 2% a \$3,86 por Mcf en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con \$3,80 por Mcf para el mismo período en 2018. El aumento es principalmente atribuible a una reducción del 40% en los gastos operativos por Mcf a \$0,24 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con \$0,40 por Mcf para el mismo período en 2018.
- Los gastos netos de capital para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 fueron de \$30,8 millones. Los gastos de capital netos incluyeron una adición distinta a efectivo relacionada con obligaciones de desmantelamiento de \$0,9 millones y una eliminación distinta a efectivo de activos de derecho de uso arrendados de \$0,7 millones.
- A septiembre 30 de 2019, la Compañía tenía \$33,4 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$4,6 millones en efectivo restringido y \$49,1 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón, Níspero y Cañahuat en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Chirimía, Pandereta, Oboe, Acordeón y Ocarina en el bloque VIM-5, y el campo Toronja en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluye petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”).

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Clarinete-4, el cual alcanzó una profundidad total de 8.450 pies de profundidad medida (“ft md”). El pozo encontró 297 pies de verdadera profundidad vertical (“ft TVD”) de zona productiva neta de gas en el depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El depósito de CDO fue perforado de 7.120 a 7.252 ft TVD y fue probado a una tasa final de 41,1 MMscfpd sin agua en el período de prueba. El pozo ha sido conectado a la nueva línea de flujo de Clarinete a Jobo.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, la Compañía perforó el pozo de avanzada Pandereta-5, el cual alcanzó una profundidad total de 10.520 ft md. No se encontraron cantidades comerciales de gas dentro del objetivo principal del depósito de CDO y el pozo fue taponado y abandonado. El resultado no tiene un impacto negativo en las reservas de gas actualmente asignadas al campo Pandereta.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019, culminó la expansión de 100 MMscfpd del gasoducto de Promigás y la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 3 (“Jobo 3”) comenzó a operar, elevando la capacidad de tratamiento de gas natural de Canacol de los niveles previos de 200 MMscfpd a 330 MMscfpd.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia.

Promedio diario de volúmenes de producción y ventas de gas natural y petróleo crudo

Los volúmenes de producción y ventas en este MD&A se reportan antes de regalías.

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas Natural (Mcfpd)						
Producción de gas natural	147,630	114,923	28%	130,901	110,580	18%
Consumo del campo	(1,744)	(1,083)	61%	(1,767)	(1,015)	74%
Ventas de gas natural	145,886	113,840	28%	129,134	109,565	18%
Volúmenes en firme	553	1,477	(63%)	613	1,665	(63%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural	146,439	115,317	27%	129,747	111,230	17%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	322	1,816	(82%)	365	1,902	(81%)
Movimientos de inventario y otros	7	129	(95%)	10	13	(23%)
Ventas de petróleo de Colombia	329	1,945	(83%)	375	1,915	(80%)
Corporativo						
Producción de gas natural (boepd)	25,900	20,162	28%	22,965	19,400	18%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	322	1,816	(82%)	365	1,902	(81%)
Producción total (boepd)	26,222	21,978	19%	23,330	21,302	10%
Consumo del campo e inventario (boepd)	(299)	(61)	390%	(300)	(165)	82%
Ventas corporativas totales (boepd)	25,923	21,917	18%	23,030	21,137	9%
Volúmenes en firme (boepd)	97	259	(63%)	108	292	(63%)
Ventas contractuales realizadas totales (boepd)	26,020	22,176	17%	23,138	21,429	8%

El aumento de 28% y 18% en los volúmenes de producción de gas natural durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente, se debe principalmente a la culminación de la expansión de 100 MMscfpd del gasoducto de Promigás y el comienzo de la operación de Jobo 3 en agosto de 2019. A futuro, cuando la expansión del gasoducto de Promigás esté operando a su plena capacidad de 100 MMscfpd, se espera que la producción de la Compañía se eleve a 215 MMscfpd, un aumento aproximado del 80% en la producción.

La disminución de los volúmenes de producción de petróleo en Colombia durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a la venta por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo durante el año terminado en diciembre 31 de 2018.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019 fueron en promedio de aproximadamente 146,4 y 129,7 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas producido y vendido más los ingresos de gas recibidos por contratos en firme nominados sin la entrega efectiva de gas natural.

Ingresos de gas natural y petróleo crudo

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas Natural						
Ingresos de gas natural	\$ 70,566	\$ 55,681	27%	\$ 181,085	\$ 157,243	15%
Gastos de transporte	(6,914)	(5,445)	27%	(10,449)	(13,945)	(25%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	63,652	50,236	27%	170,636	143,298	19%
Regalías	(8,554)	(6,303)	36%	(22,473)	(18,308)	23%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 55,098	\$ 43,933	25%	\$ 148,163	\$ 124,990	19%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,452	\$ 10,338	(86%)	\$ 5,325	\$ 31,054	(83%)
Gastos de transporte	(98)	(290)	(66%)	(324)	(721)	(55%)
Ingresos, netos de gasto de transporte	1,354	10,048	(87%)	5,001	30,333	(84%)
Regalías	(117)	(965)	(88%)	(415)	(3,019)	(86%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 1,237	\$ 9,083	(86%)	\$ 4,586	\$ 27,314	(83%)
Corporativo						
Ingresos de gas natural	\$ 70,566	\$ 55,681	27%	\$ 181,085	\$ 157,243	15%
Ingresos de petróleo crudo	1,452	10,338	(86%)	5,325	31,054	(83%)
Ingresos totales	72,018	66,019	9%	186,410	188,297	(1%)
Regalías	(8,671)	(7,268)	19%	(22,888)	(21,327)	7%
Ingresos de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	63,347	58,751	8%	163,522	166,970	(2%)
Ingreso de gas natural en firme (2)	299	382	(22%)	978	1,120	(13%)
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	63,646	59,133	8%	164,500	168,090	(2%)
Gastos de transporte	(7,012)	(5,735)	22%	(10,773)	(14,666)	(27%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 56,634	\$ 53,398	6%	\$ 153,727	\$ 153,424	—

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural*: Representa la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, por la incapacidad de los compradores de aceptar dicho gas, para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) *Nominaciones de gas no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de recuperación”). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y se incluyen como tales en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos de

recuperación (“liquidaciones”) en la primera fecha entre: a) la entrega del volumen recuperado; b) la expiración del derecho de recuperación; y c) cuando se determina que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, la Compañía realizó \$0,3 millones y \$1 millón, respectivamente, de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) arriba), lo cual es equivalente a 0,6 MMscfpd y 0,6 MMscfpd, respectivamente, de ventas de gas natural, sin entrega efectiva del gas natural.

A septiembre 30 de 2019, la Compañía ha recibido recursos por gas natural y petróleo crudo por entregar en fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) arriba). A septiembre 30 de 2019, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$5,6 millones (\$5,1 millones relacionados con gas y \$0,5 millones relacionados con petróleo crudo) el cual se ha clasificado como un pasivo corriente pues se espera que se liquide dentro de los siguientes doce meses.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.30	\$ 4.24	1%	\$ 4.30	\$ 4.24	%
Brent (\$/bbl)	\$ 61.74	\$ 75.27	(18%)	\$ 63.19	\$ 72.16	(12%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 54.07	\$ 68.40	(21%)	\$ 61.95	\$ 66.30	(7%)
Gas natural, neto de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.74	\$ 4.80	(1%)	\$ 4.84	\$ 4.79	1%
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 44.73	\$ 56.15	(20%)	\$ 48.85	\$ 58.02	(16%)
Promedio corporativo, neto de transporte	\$ 27.25	\$ 29.90	(9%)	\$ 27.93	\$ 30.09	(7%)

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en su mayoría fijos, con una porción de su portafolio vendida en el mercado al contado. Los gastos de transporte asociados con los contratos a precio fijo generalmente se trasladan a los clientes de Canacol, con la excepción de las ventas de la Compañía al contado. Los gastos de transporte de la Compañía asociados con las ventas al contado se compensan con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

El gasto de transporte total ha aumentado como resultado del aumento de las ventas al contado. Sin embargo, el precio promedio de venta de gas natural, neto de transporte, para el trimestre, fue de \$4,74/Mcf, en línea con la previsión de la Compañía de \$4,75/Mcf para el año 2019. El cambio en los precios promedio realizados de venta de gas natural, netos de transporte, durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a fluctuaciones de precio relacionadas con ventas al contado.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo reducidos.

Gastos operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas natural	\$ 3,192	\$ 4,202	(24%)	\$ 9,830	\$ 12,257	(20%)
Petróleo de Colombia	500	4,383	(89%)	1,967	10,836	(82%)
Gastos operativos totales	\$ 3,692	\$ 8,585	(57%)	\$ 11,797	\$ 23,093	(49%)
Gas natural (\$/Mcf)	\$ 0.24	\$ 0.40	(40%)	\$ 0.28	\$ 0.41	(32%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 16.52	\$ 24.49	(33%)	\$ 19.21	\$ 20.73	(7%)
Corporativo (\$/boe)	\$ 1.55	\$ 4.26	(64%)	\$ 1.88	\$ 4.00	(53%)

Los gastos operativos totales de gas natural por Mcf disminuyeron en 40% y 32% a \$0,24/Mcf y \$0,28/Mcf para los tres meses y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con \$0,40/Mcf y \$0,41/Mcf para los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución es principalmente atribuible a mayores volúmenes de ventas de gas natural como resultado de la culminación de Jobo 3 y la expansión del gasoducto de Promigás en tanto el 90% de los gastos operativos de la Compañía son fijos. La compra y operación por parte de la Compañía de la instalación de gas natural Jobo 2 también resultó en menores gastos operativos debido a eficiencias operativas. La Compañía también capitalizó algunos costos operativos durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019 como resultado de la adopción de una nueva política contable desde enero 1 de 2019.

Los gastos operativos totales de petróleo de Colombia disminuyeron durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, debido a la venta por parte de la Compañía de su participación en la mayoría de sus activos de petróleo a finales de 2018.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gas natural						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.74	\$ 4.80	(1%)	\$ 4.84	\$ 4.79	1%
Regalías	(0.64)	(0.60)	7%	(0.64)	(0.61)	5%
Gastos operativos	(0.24)	(0.40)	(41%)	(0.28)	(0.41)	(32%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.86	\$ 3.80	2%	\$ 3.92	\$ 3.77	4%

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 44.73	\$ 56.15	(20%)	\$ 48.85	\$ 58.02	(16%)
Regalías	(3.87)	(5.39)	(28%)	(4.05)	(5.77)	(30%)
Gastos operativos	(16.52)	(24.49)	(33%)	(19.21)	(20.73)	(7%)
Ganancia operacional neta	\$ 24.34	\$ 26.27	(7%)	\$ 25.59	\$ 31.52	(19%)

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Corporativa						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 27.25	\$ 29.90	(9%)	\$ 27.93	\$ 30.09	(7%)
Regalías	(3.64)	(3.60)	1%	(3.64)	(3.70)	(2%)
Gastos operativos	(1.55)	(4.26)	(64%)	(1.88)	(4.00)	(53%)
Ganancia operacional neta	\$ 22.06	\$ 22.04	—	\$ 22.41	\$ 22.39	—

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Costos brutos	\$ 6,522	\$ 7,711	(15%)	\$ 20,888	\$ 23,605	(12%)
Menos: montos capitalizados	(1,226)	(1,381)	(11%)	(4,082)	(4,095)	—
Gastos generales y administrativos	\$ 5,296	\$ 6,330	(16%)	\$ 16,806	\$ 19,510	(14%)
\$/boe	\$ 2.22	\$ 3.14	(29%)	\$ 2.67	\$ 3.35	(20%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en 29% y 20% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente. La disminución se debe principalmente a eficiencias en costos y al aumento de 28% y 18% en la producción de gas natural durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, respectivamente. La Compañía también ha capitalizado algunos costos como resultado de la adopción de una nueva política contable desde enero 1 de 2019. Se espera que los G&A por boe continúen disminuyendo en tanto la base de producción de la Compañía crezca en lo que resta de 2019 y en 2020 con el gasoducto de 100 MMscfpd de Promigás ahora terminado.

Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,290	\$ 8,112	(10%)	\$ 22,019	\$ 23,070	(5%)
Costos de financiación distintos a efectivo	874	722	21%	2,562	2,764	(7%)
Gasto financiero neto	\$ 8,164	\$ 8,834	(8%)	\$ 24,581	\$ 25,834	(5%)

El gasto financiero neto pagado disminuyó durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, principalmente como resultado de: a) tasas de interés más bajas de la deuda de largo plazo de la Compañía; y b) la compra de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 de la Compañía, que previamente se tenía bajo un acuerdo de arrendamiento financiero.

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 568	\$ 1,119	(49%)	\$ 2,817	\$ 4,335	(35%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	521	1,240	(58%)	3,777	3,493	8%
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 1,089	\$ 2,359	(54%)	\$ 6,594	\$ 7,828	(16%)

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó usando el modelo Black-Scholes de fijación de precio de opciones.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 13,015	\$ 10,636	22%	\$ 37,441	\$ 32,444	15%
\$/boe	\$ 5.46	\$ 5.27	4%	\$ 5.96	\$ 5.62	6%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en 22% y 15% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019, en comparación con los mismos períodos en 2018, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural, el agotamiento de Jobo 3 y la depreciación de los activos de derecho de uso arrendados reconocidos en el período como resultado de un cambio en la política contable.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 6,064	\$ 6,007	\$ 21,252	\$ 19,593
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	14,202	(8,745)	14,061	(12,599)
Gasto de impuesto sobre la renta	\$ 20,266	\$ (2,738)	\$ 35,313	\$ 6,994

El ingreso antes de impuestos de la Compañía estuvo sujeto a la tasa reglamentaria de impuesto sobre la renta en Colombia de 33% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019.

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos de la Compañía están denominados en pesos colombianos, y se revalúan a cada fecha de reporte usando la tasa de cambio al final del período del peso colombiano al dólar de Estados Unidos. La mayoría del gasto de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 (\$12,5 millones del total de \$14,2 millones de gasto

de impuesto sobre la renta diferido) fue el resultado de la devaluación del 8% del peso colombiano frente al dólar de Estados Unidos a septiembre 30 de 2019, en comparación con la tasa al final del período anterior.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2019	2018	2019	2018
Perforación y completamientos	\$ 12,021	\$ 6,258	\$ 29,781	\$ 30,111
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	9,770	6,378	30,934	17,574
Costos de oleoducto intermedio	—	—	—	3,887
Tierra, sísmica, comunidades y otros	7,588	3,068	21,100	12,973
Activos de derecho de uso arrendados	(738)	2,600	4,512	13,900
G&A capitalizados	1,226	1,381	4,082	4,095
Disposición	—	(3,000)	(14,506)	(3,000)
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	939	1,900	3,070	10,350
Gastos de capital netos	\$ 30,806	\$ 18,585	\$ 78,973	\$ 89,890
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 9,948	\$ 8,332	\$ 27,341	\$ 37,406
Gastos en propiedades, planta y equipo	20,858	13,253	66,138	55,484
Disposición	—	(3,000)	(14,506)	(3,000)
Gastos de capital netos	\$ 30,806	\$ 18,585	\$ 78,973	\$ 89,890

(1) Los costos distintos a efectivo y ajustes incluyen cambios en estimados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 están principalmente relacionados con:

- Costos de instalaciones en VIM-5 y Esperanza;
- Costos de sísmica en el bloque VIM-5;
- Perforación de los pozos Clarinete-4 y Pandereta-5;
- Costos posteriores a la perforación de Nelson-7, Ocarina-1 y Acordeón-1; y
- Costos de completamiento de Jobo 3.

Liquidez y recursos de capital

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital para tener flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía administra su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a cambios en las condiciones económicas y las características de los riesgos de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, el pasivo de liquidación, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda.

La compañía monitorea el apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de sus obligaciones pendientes de largo plazo menos capital de trabajo, según se ha definido anteriormente. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la

Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios actuales y proyectados de productos básicos, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

La deuda con bancos de la Compañía incluye varios compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, venta de activos, gastos de capital y otros compromisos empresariales operacionales estándares. La deuda con bancos también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A septiembre 30 de 2019, la Compañía estaba cumpliendo con los compromisos.

	Septiembre 30 de 2019	Diciembre 31 de 2018
Títulos Preferenciales – Capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con Bancos – Capital (6,875%)	30,000	30,000
Pasivo de liquidación (8,74%)	15,148	16,749
Obligación de arrendamiento (6,875% en 2019; 5,2% en 2018)	24,336	21,473
Deuda total	389,484	388,222
Menos: Superávit de capital de trabajo	(49,112)	(60,782)
Deuda neta	\$ 340,372	\$ 327,440

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula como se indica a continuación:

	Septiembre 30 de 2018
Deuda total	\$ 389,484
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	(33,414)
Deuda neta para los fines del compromiso	356,070
EBITDAX	156,307
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.28

La Razón de Cobertura de Interés Consolidado se calcula como se indica a continuación:

	Septiembre 30 de 2018
EBITDAX	\$ 156,307
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	31,237
Razón de Apalancamiento Consolidado	5.00

A noviembre 6 de 2019, la Compañía tenía en circulación 178,9 millones de acciones ordinarias, 15,6 millones de opciones de compra de acciones y 1 millón de unidades de acciones restringidas.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a septiembre 30 de 2019:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 5,455	\$ 21,818	\$ 322,727	\$ 350,000
Obligaciones de arrendamiento – no descontadas	5,029	7,604	16,984	29,617
Cuentas por pagar, comerciales y otras	54,088	—	—	54,088
Impuestos por pagar	4,847	—	—	4,847
Contrato de cobertura	318	—	—	318
Ingreso diferido	5,646	—	—	5,646
Pasivo de liquidación	1,900	3,800	9,448	15,148
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,272	—	3,272
Unidades de acciones restringidas	1,816	4	—	1,820
Contratos de exploración y producción	8,959	42,266	5,183	56,408
Contratos de operación de estaciones de compresión	2,544	5,244	14,792	22,580

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2019, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$76,9 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$11,3 millones se relacionan con algunos activos de petróleo previamente vendidos. Las cartas de crédito relacionadas con tales activos de petróleo serán canceladas a la culminación del período de transición que termina a más tardar a finales de 2020.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programa de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a septiembre 30 de 2019 de \$56,4 millones y ha emitido \$21,7 millones en garantías financieras relacionadas con los mismos.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2019, la Compañía está enfocada en ejecutar su programa de perforación de exploración y firmar los acuerdos necesarios relacionados con la construcción de un nuevo gasoducto a Medellín, el cual transportará 100 MMscfpd de nuevas ventas de gas en 2023.

El programa de perforación de 2019 ha sido exitoso hasta la fecha, con dos descubrimientos, Acordeón-1 y Ocarina-1, y tres pozos de desarrollo exitosos, Palmer-2, Nelson-7 y Clarinete-4. El éxito en Acordeón-1 y Ocarina-1 eleva la posibilidad comercial de éxito en la exploración de Canacol al 85%, una medida líder en la industria para una zona de gas convencional en tierra. El resto del programa de perforación para 2019 incluye el pozo de exploración Arándala-1, en el que recientemente se ha instalado la tubería de revestimiento y el cual ha sido completado por la Compañía.

Con respecto al proyecto del gasoducto a Medellín, la Compañía espera firmar un contrato de venta en firme con una importante empresa colombiana de servicios públicos durante el presente mes de noviembre de 2019, por el cual la mitad de la capacidad del nuevo gasoducto será contratada por un período de doce años. El siguiente paso, por culminar a finales de 2019, será formar el consorcio que construirá y operará el gasoducto.

A partir del cuarto trimestre de 2019, la Compañía se complace en anunciar un dividendo trimestral regular recurrente. La Junta Directiva ha aprobado un dividendo trimestral de USD\$7 millones por pagar en diciembre 31 de 2019, cuya fecha de registro se espera que sea diciembre 16 de 2019, con sujeción a aprobaciones regulatorias. Este monto representa aproximadamente C\$0,052 por acción o un retorno de aproximadamente 4,4% anual a los precios actuales de las acciones.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2019				2018			2017
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	56,634	47,689	49,404	50,727	53,398	52,397	47,629	39,781
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	36,420	25,583	29,907	28,679	25,810	28,252	21,581	16,573
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.14	0.17	0.16	0.15	0.16	0.12	0.09
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.14	0.17	0.16	0.14	0.16	0.12	0.09
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	663	1,878	6,274	(16,272)	12,138	(25,979)	8,278	(150,343)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)	0.05	(0.85)
EBITDAX ⁽¹⁾	46,037	37,008	39,822	33,440	36,006	33,617	35,567	29,857
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	178,273	177,381	177,547	177,678	177,453	177,018	176,572	175,988
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	180,873	178,979	179,637	178,977	178,985	178,742	178,759	177,881
Gastos de capital, netos	30,806	13,442	34,725	37,701	18,585	31,111	40,194	41,652
Operaciones								
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural (Mcfpd)	147,630	121,496	123,291	116,616	114,923	111,446	105,262	83,043
Petróleo de Colombia (bopd)	322	342	433	488	1,816	1,967	1,924	1,825
Total (boepd) ⁽²⁾	26,222	21,657	22,063	20,947	21,978	21,519	20,391	16,394
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural (Mcfpd)	146,439	120,515	122,025	119,284	115,316	111,933	106,334	85,214
Petróleo de Colombia (bopd)	329	356	440	592	1,945	1,903	1,896	1,820
Total (boepd) ⁽²⁾	26,020	21,499	21,848	21,519	22,176	21,540	20,551	16,770
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural (\$/Mcf)	3.86	3.88	4.03	3.92	3.80	3.79	3.71	3.56
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	24.34	29.20	23.64	27.89	26.27	35.30	33.21	23.44
Corporativo (\$/boe) ⁽²⁾	22.06	22.27	23.00	22.51	22.04	22.90	22.24	19.07

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(2) La Compañía ha excluido los resultados relacionados con el CPI de Ecuador en el período previo para fines comparativos.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2018.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía ha implementado nuevas políticas contables durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2019. En los estados financieros se presentan análisis detallados de las nuevas políticas contables.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda la información significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con la revelación pública y que la información que deba ser revelada por el emisor bajo la legislación de valores sea registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la administración, han diseñado, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, los C&PR, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a las NIIF.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2019 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, solamente puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debidas a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones incorrectas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad

para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.